



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:30 horas del día 22 de noviembre del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante el oficio número 220.2318/2016 de fecha 18 de noviembre 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución sobre la propuesta de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional del área contractual 20 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A20/2016.
- II.2 Resolución sobre la propuesta de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional del área contractual 21 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A21/2016.
- II.3 Resolución sobre la solicitud de autorización para perforar el pozo exploratorio terrestre Teotleco-101DL.
- II.4 Resolución sobre la solicitud de la empresa MAGNA OPERATING, LLC, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, registro ARES-MGN-EU-16-6P8/2801.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución sobre la propuesta de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional del área contractual 20 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

II.2 Resolución sobre la propuesta de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional del área contractual 21 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A21/2016.

La Secretaria Ejecutiva propuso que se expusieran los dos primeros puntos de manera conjunta, dado que se tratan de temas similares cuya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

única diferencia es en el área contractual. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Ulises Neri Flores, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Con respecto a la presentación por favor sometemos a su consideración la aprobación de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional tanto de las áreas contractuales Ricos y San Bernardo, correspondientes a la licitación tres de la Ronda Uno.

En la siguiente lámina podemos ver los antecedentes, donde viene una primera parte en lo referente a la adjudicación de los contratos y en esto le cedo la palabra aquí al licenciado Marco de la Peña que nos pueda explicar con mayor detalle esta primera parte de la presentación correspondiente a la parte de los contratos y así también con la suscripción de los mismos y las responsabilidades que están asociadas a ellos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Gracias. Con su permiso señor Comisionado Presidente, señores Comisionados. Como comentaba el maestro Ulises Neri, el objeto de estas dos resoluciones es la solicitud de una autorización para puntos de medición provisional de dos contratistas de la licitación número tres de la Ronda Uno que están dentro del segundo grupo de contratistas que firmaron su contrato por haber sido el segundo lugar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A manera de antecedente, el 11 de mayo de este año se adjudicaron los contratos a segundos lugares de la Ronda L1.3, cuyo requisito para proceder a su firma fue la presentación de un plan provisional para continuar con las actividades de producción. Ese plan provisional fue autorizado por este Órgano de Gobierno el 23 de agosto pasado y el 25 de agosto se suscribieron los contratos de exploración y extracción bajo la modalidad de licencia.

A partir del día 25 inició la gestión de negocios por parte de PEMEX Exploración y Producción, misma que concluye el día 22 de noviembre, que es el día de hoy. Previo a la realización de las actividades de estos planes provisionales, la normativa y los propios contratos en su cláusula 11 nos señalan la necesidad de que haya una propuesta de punto de medición provisional y una actualización de los procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos, cumplimiento precisamente de esta normativa y de esa obligación contractual.

Los contratistas, en el caso del área Ricos, GS Oil and Gas y en el caso de San Bernardo la compañía Strata, suscribieron el 17 de noviembre pasado con PEP un acuerdo de medición a objeto de que éste realice la medición de volumen y calidad de la producción de estos nuevos operadores petroleros aplicando su metodología aprobada por esta Comisión durante el presente año, siendo PEP el responsable oficial de estas mediciones conforme a la normativa.

Con estos antecedentes, el objeto de la resolución básicamente son dos puntos. El primero, como les comentaba, es aprobar de cada una de las dos áreas contractuales un punto de medición provisional para lograr la medición de los hidrocarburos en esa área contractual y segundo también dar por atendida la obligación de los contratistas respecto a la actualización de los procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos.

Con lo que hace al marco legal y a la competencia de este Órgano de Gobierno, cabe señalar que la Comisión – como sabemos – conforme a la Ley de Hidrocarburos tiene competencia para la administración de los contratos y para la aprobación en general de los planes de evaluación, de

Órgano de Gobierno

Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria

22 de noviembre de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desarrollo y de exploración y de emitir la regulación propia de la medición de hidrocarburos para lo cual emitió los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

Por otra parte, el Reglamento Interno le da la facultad a este Órgano de Gobierno de resolver respecto de estos lineamientos de medición de hidrocarburos. Y finalmente en los lineamientos, particularmente lo veremos más adelante, en el artículo 42 que fue reformado y publicado en el Diario Oficial de la Federación el 2 de agosto del presente año, se previó la posibilidad de que en campos que estuvieran en producción o susceptibles de producir en el corto plazo pudiera aprobarse con anterioridad a que iniciara la operación el operador petrolero la aprobación de un punto de medición provisional por este Órgano de Gobierno. Y finalmente en el contrato en la cláusula 11.1, 11.2 y 11.8 se establece el proceso para lo cual ambos operadores presentaron su solicitud ante esta Comisión.

Por lo que hace al fundamento sustantivo que da lugar al poder fijar un punto de medición provisional, como ustedes recuerdan, se hizo una adición al artículo 42 de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, en el cual se establece que aquellas áreas contractuales cuyos campos se encuentran en producción como es el caso o aquellos que sean susceptibles de iniciar producción a la brevedad, los operadores petroleros previo a la implementación de los mecanismos de medición y puntos de medición que están previstos en los planes de desarrollo respectivos que conforme al contrato estos se deben de presentar dentro de los 120 días siguientes a la fecha efectiva del contrato, podrán presentar autorización de esta Comisión una propuesta de punto de medición provisional.

Ese punto de medición provisional también establece debe de cumplir tres requisitos. El primero de ellos es identificar y ubicar el punto de medición, el segundo de ellos es que hay un responsable oficial y el tercero es que se identifique un mecanismo, sistema, procedimiento, acuerdo. En este acuerdo es precisamente el acuerdo, que celebraron con PEP que los solicitantes el pasado 17 de noviembre, con algún operador petrolero, para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

volumen y calidad para cada tipo de hidrocarburo y lógicamente derivado de esto del precio del hidrocarburo.

Con base en esta fundamentación es que el área técnica presenta a su consideración la propuesta del punto de medición provisional. Si no hubiera inconveniente, el maestro Ulises Neri continuaría con la exposición.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Si, muchas gracias licenciado de la Peña. El objeto de esta resolución – como se mencionó – es aprobar respecto a sus dos áreas contractuales Ricos y San Bernardo la medición de hidrocarburos en esa área contractual y así también la parte de la medición provisional. En la siguiente lámina por favor.

Derivado de estos acuerdos presentados por los contratistas, se hizo una evaluación de esta información y este acuerdo presentado y en esta evaluación se determinó que se está en posibilidades de terminar el volumen y calidad de los hidrocarburos que se aplican en la metodología del balance. Asimismo, en esta evaluación de los acuerdos presentados por estos operadores, se establece que PEP realizará la medición de los hidrocarburos y será responsable oficial de la medición conforme al procedimiento establecido.

También en esta evaluación de los acuerdos, la determinación, en su caso la medición, determinación en su caso es el volumen, calidad y precio de hidrocarburos seleccionada conforme a la metodología que ya fue aprobada por la Comisión para PEP previamente. Es decir, el resultado de esta evaluación y de los acuerdos respectivos se cumplen con estos tres elementos.

Para cada una de las áreas contractuales que acabamos de mencionar, y resultado de esta evaluación de los acuerdos, le paso la palabra al ingeniero Oscar López Ortiz, Director General adjunto de medición para que nos explique de una manera breve y precisa cuáles son esos puntos de medición provisional que estamos evaluando conforme a los acuerdos presentados por los operadores.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE MEDICIÓN, INGENIERO OSCAR LÓPEZ ORTÍZ.- Si, muchas gracias. Buenas tardes señores Comisionados y asistentes. Como podemos observar en este diagrama, corresponde al área de medición de Ricos. Produce gas, aproximadamente 3.2, 3.1 millones de pies cúbicos por día y la única forma que tiene para poder sacar su producción es un tubo de 10 pulgadas de aproximadamente 29 kilómetros que llega a esta estación de recolección de Reynosa 1.

Por cuestiones de carácter operativo, esta línea que es la parte más cercana hacia kilómetro 19 que es un punto de medición de Petróleos Mexicanos, al encontrarse fuera de operación, una salida alterna que se le está dando el día de hoy es pasar por la parte de Reynosa 9 como estación de recolección a batería Monterrey y a partir de ahí seguir su camino hasta km 19. Para este caso particular, el punto de medición provisional justamente es la estación de recolección de Reynosa 1.

Esto lo podríamos ver en un diagrama más claro quizá, en esta parte donde nosotros identificamos que aquí están los pozos de Ricos. Aquí se encuentra la estación de medición de Reynosa 1. Este es el camino que se encuentra fuera de operación, sus dos tubos de 12 y 8 pulgadas no permiten ahorita el acceso de momento, quizá un par de meses más, para poder llegar a km 19, situación que obliga a transportar esta producción por Reynosa 9, bajar por batería Monterrey y de ahí continuar su camino hasta km 19.

Para el caso siguiente – gracias – de San Bernardo, aquí tenemos el área contractual donde esta producción tiene que seguir su camino hasta la estación de compresión de Culebra Sur y de ahí continuar su camino hasta km 19 que no es visible en este momento en este diagrama, pero podríamos verlo según la siguiente por favor.

Una manera más clara, aquí lo estamos identificando, aquí está km 19, aquí está la estación de compresión Culebra Sur y justamente aquí están los pozos de San Bernardo en estos recuadros resaltados en un color amarillo más encendido, donde la producción de estos pozos tendría que ser transportada por estos tubos que ustedes pueden identificar justamente aquí, este tubo de 6 pulgadas, hasta continuar su camino hasta la entrada de la estación de compresión de Culebra Sur. Aquí se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mezcla la producción con Peña Blanca pero es parte de la metodología determinar cuál es la fracción que viene de esta producción a la entrada de la estación de compresión de Culebra Sur.

Y asimismo para los pozos de San Bernardo que se encuentran en esta parte, tendrían que pasar por este tubo de 12 pulgadas a hacer – si me permite la expresión – el brinco para cruzar justamente por esta estación de compresión de Peña Blanca y seguir su camino a través de este tubo de 12, 10 pulgadas y entrar por esta parte sin pasar por la estación de compresión de Culebra Sur. Es decir, aquí estaría el punto de medición provisional que se está proponiendo.

De manera concreta, estos son los dos puntos de medición provisionales para el caso de recolección de San Bernardo. Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Sí. Derivado de esta evaluación de los acuerdos presentados y del análisis realizado por el equipo técnico de la Comisión, se considera técnicamente viable la medición de los hidrocarburos, así como los puntos de medición provisionales en estos dos contratos de las áreas contractuales de Ricos y San Bernardo. En la siguiente por favor.

Y Asimismo, en esta presentación de los acuerdos y como parte de los lineamientos de medición, se establecen que como parte de los mecanismos existe la posibilidad de presentar la parte de los procedimientos. Esos procedimientos, en diferentes temas que se presentan como parte de los mecanismos, esta uno establecido de los relacionados a la entrega y recepción de hidrocarburos que se requieren o que fueron requeridos para los planes provisionales. La siguiente por favor.

Asimismo, conforme al artículo 8 de los lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos, esos procedimientos de entrega y recepción se aplican en este caso para los campos que se encuentran operando que asimismo se determinan el volumen y calidad de los mismos y que deberán de presentarse para aprobación de la Comisión posteriormente ya de manera definitiva como parte del plan de desarrollo que están establecidos en las cláusulas de los contratos. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior y en la presentación de los acuerdos ya previstos en el artículo 42 de los lineamientos que ya fue mencionado, pues se da por atendido el requerimiento de actualización de los procedimientos de entrega y recepción que forman parte de los mecanismos de medición.

Nada más, haciendo un breve recordatorio, esos mecanismos consisten en tres elementos, lo que son procedimientos, equipos y personal. Esa parte de procedimiento, uno de esos procedimientos es esta entrega y recepción de hidrocarburos establecidos en cada una de estas áreas contractuales en caso particular de Ricos y San Bernardo.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Por lo que hace a la solicitud de los operadores, cabe señalar que el artículo 42 que comentamos hace un momento fija que el operador debe de presentar con 15 días de anticipación al inicio de actividades de extracción la solicitud del punto de medición provisional. Sin embargo en este caso se presentó la semana anterior. Si bien es cierto que no cumple con esos 15 días hábiles de anticipación, también lo es que es anterior a que inicie las actividades de extracción, en virtud que todavía está vigente la gestión de negocios de PEP y por los principios de eficacia y eficiencia que la propia Ley de Órganos Reguladores Coordinados da a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos consideramos que es prudente el poder autorizar en tiempo y forma la solicitud de ambos operadores.

Y con esta parte concluiríamos en la siguiente lamina señalando que con estos antecedentes, consideraciones tanto jurídicas, administrativas, como técnicas, resulta procedente que el Órgano de Gobierno se pronuncie respecto a la aprobación de medición de hidrocarburos, el punto de medición provisional para las áreas contractuales Ricos y San Bernardo, así como la actualización de sus procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos, hasta la presentación del plan de desarrollo respectivo que – comentábamos – es 120 días después de la fecha efectiva, en términos de las propuestas presentadas por los contratistas y conforme a lo que establece el numeral 42 que explicamos hace un momento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con esta información quedaría a disposición de los señores Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado, muchas gracias ingeniero. Colegas Comisionados, está a su consideración. ¿Algún comentario? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, Comisionados. Bueno, estas dos autorizaciones que tenemos el día de hoy son respecto a dos contratos de la licitación L3 de la primera Ronda.

Aunque son dos contratos únicamente, de alguna forma reflejan la realidad de los 25 contratos o de la mayor parte de los 25 contratos que ahí tenemos. Es decir, son una buena cantidad de ellos campos que ya estaban produciendo o que se pueden poner a producir de forma inmediata y que no cuentan con un mecanismo de medición autorizado. Y entonces el propio lineamiento estableció la posibilidad de autorizar puntos provisionales de medición, consistentes en que estaríamos utilizando los mismos puntos de medición provisionales que le autorizamos a Petróleos Mexicanos.

Y En la práctica lo que sucede es que estos campos se conectan en su producción con las corrientes generales que ya tiene Petróleos Mexicanos y lo que se hace es que cuando Petróleos Mexicanos enajena todo ese volumen de hidrocarburo, ya sea de gas o de crudo, lo que se hace es un prorrateo para saber cuánto le toca a cada uno de los campos que contribuyeron con esa corriente.

Derivado de esta explicación, lo que... independientemente de la aprobación del proceso que estamos analizando el día de hoy, yo veo que en la práctica lo que está sucediendo es que una vez que le establecemos el procedimiento para la fijación de volumen, calidad y precio los contratistas firman un contrato adicional de comercialización de hidrocarburo con Petróleos Mexicanos. Y estamos observando que estos acuerdos que están suscribiendo son diferentes entre sí, o sea, a cada uno le están estableciendo diferentes condicionantes, cuando realmente el procedimiento ya lo aprobamos nosotros a la hora de aprobar los puntos de medición provisional para Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Analizando el artículo 42 de nuestros lineamientos en su última parte, penúltima parte, dice en relación con estos puntos de medición, en su caso la propuesta –tanto la que nos presentan hoy los dos contratistas como la que en su caso nos presentó Petróleos Mexicanos para sus asignaciones – dice: “La propuesta de medición provisional deberá de contener cuando menos su identificación, ubicación, el responsable oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún operador petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación de volumen, calidad y precio para cada tipo de hidrocarburo.” Esto significa que el punto de medición que le autorizamos Petróleos Mexicanos debe de contener un procedimiento para determinar calidad, precio... perdón, volumen, calidad y precio. De tal manera que Petróleos Mexicanos no puede después irse a un convenio adicional que cambie ese procedimiento que está en el punto de medición que nosotros le aprobamos.

Con esto lo que yo quisiera, independientemente de la aprobación que hagamos el día de hoy, es que volvamos a revisar la autorización que le hicimos a PEMEX para ver si es necesario afinarla, para ver si es necesario revisarla o hacer las ponderaciones correspondientes con el propósito de que esta Comisión conozca de forma transparente y clara la manera en la que Petróleos Mexicanos está asignando valor a los hidrocarburos tanto hacia el propio Petróleos Mexicanos en sus puntos de medición como ahora en los que se están poniendo a disposición de los contratistas. De tal manera que los contratistas puedan tener seguridad de que el mecanismo para la fijación del precio de ese hidrocarburo tiene el cumplimiento del artículo 42 de nuestros lineamientos de medición.

Me parece que es conveniente que vayamos a revisar otra vez ese acuerdo y si es necesario hacer las precisiones correspondientes, hacerlas con el propósito de que los contratistas no tengan que ir a firmar un documento adicional a un mecanismo que se supone nosotros deberíamos de haber incluido a la hora de aprobación de los puntos provisionales de Petróleos Mexicanos.

Entonces, aparte de la aprobación concreta de estos dos puntos de medición de los dos contratistas que nos están presentando el día de hoy,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yo exhortaría al Órgano de Gobierno a que vayamos a hacer la revisión esta que he mencionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Comisionado doctor Martínez

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Yo me sumo a la propuesta del Comisionado Acosta. Pero creo que también es muy importante meter dentro de todo este asunto las cuestiones operativas.

La producción de un campo depende de las condiciones de contrapresión que se puedan dar en las líneas de descarga. En este caso ya se dijo que los campos están compartiendo instalaciones superficiales con otros campos. En la medida que las contrapresiones se modifiquen, por ejemplo la batería de separación con algunos otros campos, esto puede generar que la producción del campo del operador se incremente o se disminuya dependiendo de la contrapresión que se pueda generar. Debe haber unas reglas claras de como operar esa infraestructura.

En otras palabras, la producción de los yacimientos no solamente es función de las características de las rocas y de los fluidos y de los tubos. Es también una función de las presiones de separación o de los lugares en donde llegan los hidrocarburos, en este caso es gas. No es lo mismo para el gas entregar una cierta presión en el punto provisional que cambiar esa presión hacia arriba o hacia abajo. Y esa presión puede cambiar no por el operador, puede cambiar por las condiciones de los otros campos que están alrededor.

Si ponemos San Bernardo, San Bernardo comparte con otros campos, esas tuberías entonces... creo que también deberíamos de ver esa parte operativa. En este caso, en el primer caso, se comentaba de una desviación muy grande en kilometraje para poder llegar al km 19, cuando nuevamente la tubería de la parte de arriba parece más corta en la gráfica llegará a operar, eso va a hacer que cambien las condiciones de operación del campo y eso va a reeditar en posiblemente un mayor volumen de entrega del operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces como operadores deberían de buscar, y nosotros como Estado, que produzcan la mayor cantidad posible y eso es una función de la condiciones de operación. Y esas me parece que deberían de esta bien identificadas con reglas específicas de cómo impactan finalmente la producción.

No me estoy refiriendo a la cuestión de medición, la medición está muy clara, la medición siempre va a ser igual, pero las condiciones de contrapresión que se puedan generar en las líneas o los problemas mecánicos que se pudieran llegar a dar pueden afectar la producción en el tiempo de estos operadores y eso habrá también que también incluirlo dentro de todo este análisis.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Comisionados, me parece que el maestro Ulises Neri quiere comentar. Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Si, respecto a lo que comenta el Comisionado Néstor Martínez. Efectivamente, en la parte de medición no solamente estamos observando los mecanismos de medición como tal, sino también todo el proceso, y se hace un análisis inclusive desde el yacimiento, las reservas, el plan de desarrollo que actualmente se tiene o el plan que se tiene en producción para efectivamente ver cuáles son los factores que podrían afectar la operación del campo.

Asociado a la presentación de estos acuerdos que presentan los operadores, la Comisión con el equipo técnico de la Unidad Técnica de Administración de Asignaciones y Contratos y la Unidad Técnica de Extracción, hacemos visitas al campo para revisar las instalaciones. Y no solamente en tema de medición, sino de todo el proceso. Algunas se están haciendo conforme se presentan los acuerdos y otras con previo análisis para tener esa información adicional – como usted bien lo comenta – que podrían afectar la producción y eso no necesariamente está asociado directamente a la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias maestro. Colegas, ¿algún otro comentario? Bien, pues yo también



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

me sumo a lo comentado por los Comisionados, lo que originalmente también planteó el Comisionado Acosta de que debemos de revisar todo el proceso de aprobación provisional de medición a Petróleos Mexicanos para asegurar que esté perfectamente bien definido las condiciones por las cuales se determina sobre todo no solo el volumen y la calidad sino cumplir lo que dice a cabalidad el lineamiento en materia de precio. Bien, pues si les parece lo tomaremos como una tarea y lo estaremos presentando en este Órgano de Gobierno. Bien. Secretaria Ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las resoluciones y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.66.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional del Área Contractual 20 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A20/2016, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

RESOLUCIÓN CNH.E.66.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de medición de hidrocarburos y de punto de medición provisional del Área Contractual 21 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A21/2016, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria

22 de noviembre de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.66.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones que a continuación se describen, por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba las propuestas de Medición de Hidrocarburos y de Puntos de Medición provisionales presentadas por los contratistas, correspondientes a las Áreas Contractuales y a los contratos que se indican:

| Resolución | Contratista | Área Contractual | Contrato |
|-----------------|-----------------------------------|------------------|----------------------|
| CNH.E.66.001/16 | GS OIL & GAS, S.A.P.I. DE C.V. | 20 Ricos | CNH-R01-L03-A20/2016 |
| CNH.E.66.002/16 | STRATA CR, S.A.P.I. de C.V. | 21 San Bernardo | CNH-R01-L03-A21/2016 |

II.3 Resolución sobre la solicitud de autorización para perforar el pozo exploratorio terrestre Teotleco-101DL.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Monroy, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente, con su permiso Comisionada, Comisionados. En este pozo delimitador Teotleco-101DL es un pozo estratégico para continuar desarrollando un área que es productora de aceite volátil de 35-38 grados API. Excelente área donde prácticamente tenemos campos muy viejos, muy antiguos, con una producción muy buena como Cactus, Paredón y alrededor Jolote, es otro de los campos, Cárdenas, toda esta área que producen este aceite tanto en yacimientos del Cretácico como en yacimientos del Jurásico.

Entonces, si me permiten, voy a darle la palabra al ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, con el permiso del Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor, adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados, con su permiso. Me voy a permitir presentar la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Teotleco-101DL requerido por Petróleos Mexicanos.

El pozo Teotleco-101DL está ubicado en el Estado de Tabasco a 11 km al sureste de Cárdenas, a 5 km al este del pozo Teotleco-101 y a 4.5 km al suroeste del pozo Jolote-101. Este pozo Teotleco-101DL tiene como número de asignación la AE-0057-M-Mezcalapa-07. Su proyecto de inversión es Comalcalco, dentro del activo de exploración áreas Terrestres.

Los objetivos geológicos que pretende alcanzar es el Cretácico en el intervalo de 4,650 a 5,660 metros verticales bajo mesa rotaria y dentro del Jurásico Superior Kimmerídgiense en el intervalo de 6,210 a 6,830 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite súper ligero de 46 grados API y su programa de perforación está planeado para dar inicio a partir del 16 de diciembre de 2016 y terminar esta perforación el 24 de junio de 2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pasando a la parte de la terminación del pozo que iniciaría el 25 de junio de 2017 y terminaría el 26 de agosto de 2017.

Dentro de las principales características del equipo de perforación que desarrollará este pozo es que tiene una potencia de 2,000 caballos, que tiene conexiones superficiales para 10,000 libras y que tiene programada una columna geológica del Reciente al Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Dentro de la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental, cuenta con un permiso denominado "Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus". Los costos de perforación y terminación de este pozo están definidos por 434 millones para la perforación y la terminación en 66 millones de pesos, dándonos un total de 500 millones de pesos el costo de este pozo.

Yo quisiera mencionar que este pozo fue presentado anteriormente en octubre de 2014 y fue autorizado por este Órgano de Gobierno pero no fue perforado por Petróleos Mexicanos por un cambio en cuanto a su estrategia y también a cuestiones de presupuesto, por eso lo vuelve a presentar nuevamente en esta fecha el pozo Teotleco.

Yo también quiero mencionar que este pozo inicialmente presentado en 2014 tenía un costo de 788 millones de pesos y cómo podemos ver aquí se redujo en un 50%. Esto obviamente se debió a que actualmente tenemos nosotros equipos en cuanto a rentas y todo esto a la baja por la situación económica, la situación en cuanto a costo del petróleo, que va a utilizar como nueva tecnología para este pozo barrenas ampliadoras directamente, con lo cual reduce considerablemente los tiempos de perforación y eso nos da que este pozo sea ahora mucho más barato digamos para su perforación.

Dentro de la estrategia y objetivo está incorporar y reclasificar reservas de hidrocarburos en los carbonatos dolomitizados del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Y se pretenden reclasificar 77 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reserva con una probabilidad geológica del delimitador estimada en el 64% para el Cretácico. Y evaluar 47 millones de barriles de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

petróleo crudo equivalente de recurso prospectivo, señalando una probabilidad geológica del 34% para el Jurásico Superior Kimmeridgiano y la probabilidad de éxito comercial del 32%. Este pozo por lo tanto es delimitador.

Las presiones que se pretende encontrar dentro de éste, la presión del yacimiento, tiene una presión máxima de 7,394 libras y en la cabeza del pozo de 3,697 libras, lo cual nos da la seguridad de que va a ser seguro en cuanto al equipo que acabo de mencionar en cuando a conexiones superficiales que equivale a 10,000 libras para su manejo. La temperatura del objetivo es de 165 grados Celsius, por lo tanto es un pozo denominado de alta temperatura.

El tipo de pozo va a ser un direccional tipo "S" y con una profundidad programada de 6,830 metros verticales y desarrollada de 6,940 metros. El desplazamiento de este pozo propiamente va a empezar a partir, o sea, su punto de desviación va a iniciar a partir de 2,800 metros y posteriormente se va a ir desviando 1.5 grados cada 30 metros hasta la profundidad de 6,940 que había mencionado.

Este pozo tiene como podemos observar en esta gráfica, de izquierda a derecha podemos ver que es Teotleco-1; Teotleco-1 que encontró... es productor de aceite con 1,042 barriles por día dentro del Cretácico Inferior. En seguida tenemos el Teotleco-102 con 1,256 barriles por día también de crudo y luego tenemos Teotleco-123 con 300 barriles de aceite dentro de su prueba. En la parte central tenemos precisamente el pozo que nos ocupa, la localización del pozo Teotleco-101DL y en la parte derecha tenemos el pozo Mercedes-101A. Que ese pozo es precisamente digamos que la columna que pretende atravesar – digamos es su característica, por eso está ahí – precisamente Teotleco-101DL.

Más hacia su derecha está Teotleco-1001 con una producción de 3,007 barriles por día de aceite y al final tenemos a Teotleco-1 con 3,559 barriles por día de aceite y 9.8 millones de pies cúbicos por día de gas.

Digamos que ese es el respaldo que este pozo tiene para poder encontrar hidrocarburo y se pretende que sea de 46 grados API. Y por ejemplo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Teotleco-101 y Teotleco-1001 encontraron aceite de 55 grados API, entonces es una zona realmente interesante para continuar su desarrollo.

Dentro de la estructura geológica, esto corresponde a un análisis estructural para el Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, limitada al sur por una falla inversa para el Cretácico y un cuerpo de sal para el Jurásico Superior Kimmeridgiano y al norte un buzamiento de ambas capas. Y la trampa está definida como de tipo estructural.

Dentro de los elementos de evaluación técnica que se realizó para este pozo, pues primero la parte administrativa en cuanto a que se presentó la solicitud de autorización para la perforación en tiempo y forma con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada para dar inicio a los trabajos de perforación que se pretende sea el 16 de diciembre de 2016.

Se dispone de una asignación vigente. De perforar Teotleco-101DL sería el primero de dos pozos establecidos en el compromiso mínimo de trabajo de dicha asignación para el periodo 2015-2017. El otro pozo que se pretende perforar en esta asignación es Milón-1. Cuenta con una autorización en materia de impacto y riesgo ambiental y se sustenta la decisión de llevar a cabo la perforación del pozo Teotleco-101DL en el sitio propuesto.

Da certeza de encontrar las facies pronosticadas para el objetivo geológico del cretácico Medio. Estima que para el objetivo geológico Jurásico Superior Kimmeridgiano el modelo sedimentario presentado propicia condiciones favorables para el crecimiento de bancos oolíticos de gran cantidad de roca almacén. Estableció facies sísmicas y correlaciones estratigráficas con pozos cercanos que confirman precisamente la presencia de los elementos estratigráficos y estructurales clave, de manera que no representan riesgos potenciales a la perforación del pozo.

Sustenta la ocurrencia de una probable acumulación de hidrocarburos a partir del análisis de los elementos que integran el sistema petrolero, dado que su funcionamiento se confirma con la presencia de numerosos campos productores de aceite súper ligeros en el área.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Integró, analizó y utilizó la información de pozos análogos a fin de establecer una prognosis con menor incertidumbre de las condiciones esperadas durante la perforación. Presentó en el diseño opciones de atención a contingencias a fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos de la perforación de pozo.

Se consideraron criterios y factores de seguridad estándar para la perforación de este pozo, acordes con su normatividad. La localización Teotleco-101DL se perforará desde una pera nueva y el pozo más cercano en este caso es el denominado Mezcal-1, también perforado verticalmente, por lo tanto está a una distancia de 3.1 km y no existe un riesgo de colisión. Para la ejecución del pozo se están considerando materiales y herramientas acordes con las prácticas estándar de la industria. Los fluidos de perforación, barrenas y cementos son los adecuados para realizar las actividades correspondientes.

En lo referente a la terminación, el lavado programado del pozo prevé la limpieza del mismo para prevenir el daño a la formación. La técnica de disparos para este pozo se pretende que sea bajo balance y va a proporcionar una penetración total de aproximadamente 3.5 pulgadas para mitigar el posible daño a la formación. El aparejo de producción también es considerado adecuado en cuanto a la profundidad de colocación de este para aislar los intervalos a probar.

Las tuberías de producción y revestimiento mantendrán la integridad del pozo, así lo estamos considerando. No obstante, las cargas a las que obviamente durante su perforación y durante la operación en caso de ser aprobado estaría sometido. El taponamiento, temporal o definitivo, considera obturar los intervalos probados y establece longitudes de tapón para cada una de las TRs que nos ocupa.

Como conclusión de este pozo y una vez definida el área en que se está desarrollando con los diferentes pozos perforados dentro de este campo Teotleco, se llegó a la consideración de que los elementos de evaluación descritos determinan que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación del pozo Teotleco-101DL. Es todo Comisionado Presidente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Yo tengo una pregunta respecto al pozo. Se supone que todos los pozos que están alrededor, es un campo que ya está en desarrollo en Cretácico, según lo que nos comentaron. Hubo algún pozo que llegó a Jurásico de los que nos comentó.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. Todos están dentro de Cretácico, nada más hay un Cretácico Inferior por ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Por qué está denominado el pozo delimitador?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- ¿Perdón?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Por qué está denominado exploratorio-delimitador? Si debió de haber sido... si no hay ningún pozo que está... si es un exploratorio que va a un nuevo objetivo, o sea, estaría palomeado por nosotros, no debería de ser delimitador. Es Jurásico exploratorio hacia Jurásico. Ese sería mi primer comentario en ese caso.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si me permite. Es delimitador a nivel del Cretácico. Tenemos reservas ahí, entonces se va a...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero el campo está en desarrollo en cretácico.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Las reservas, es un bloque que está al norte, separado por ese cuerpo de sal y ahí las reservas que se tienen se van a reclasificar. Por eso es que se está poniendo como un delimitador, se está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

delimitando el yacimiento hacia el norte y efectivamente prospectando el Jurásico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Yo como comentario creo que no debe ser un pozo delimitador, debe ser un pozo con nuevo objetivo a Jurásico porque el campo Teotleco ya es un campo en desarrollo y con desarrollo en Cretácico, Cretácico medio creo. Pero finalmente está en Cretácico y aquí el objetivo va un poco más profundo, por eso creo que es el 101 y bueno, debería de ser 1000 y cacho. Pero finalmente mientras no entre nuestra nueva regulación. No entro todavía en tiempo. Pero no debería ser delimitador porque va a un nuevo objetivo desde mi punto de vista.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En términos de economía, teníamos que perforar entonces dos pozos, uno para reclasificar la reserva.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no, no. En términos es un solo pozo, pero va a un nuevo objetivo Jurásico.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- O sea, ¿la denominación debería de ir como exploratorio?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es un pozo exploratorio. Estamos aprobando un pozo exploratorio. A mí me llamó la atención que fuera delimitador, pero delimitador Jurásico no hay, va a un nuevo objetivo Jurásico en este caso. O sea, es mi observación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Hay una tubería, la antepenúltima, la de 7 pulgadas, que atraviesa una zona de muy bajos gradientes. Aquí en la gráfica llega hasta 0.5 gramos por centímetro cúbico. ¿Eso es correcto?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- La lámina es la que está antes de conclusión.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- La penúltima. Esa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esa. Ahí en el rango de 5,000 y 6,000 se ve como la curva roja se pega al eje de las ordenadas. El eje de las ordenadas si, tiene abajo 0.5 gramos por centímetro cúbico la densidad equivalente a la presión. ¿Por qué, qué pasa ahí? ¿Por qué hay una zona de alta presión arriba?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y después cementan a 7 pulgadas para finalmente llegar con la de 5 pulgadas, con el liner de 5 pulgadas, hasta la profundidad total. Esa parte es la que.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En si no hay, es muy bajo el gradiente que tiene, no debería ser de 0.5, no hay. Ni perforando con agua precisamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, bueno, esa es la presión de formación, en rojo es la presión de formación estimada.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Exacto. Pero es baja de cualquier manera para esa zona. Pero es eso, es precisamente, hay un error en ese valor que se está manejando. El valor que nosotros cometamos con PEMEX nos dicen que es de 1.5.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque abajo en la parte productora normalmente llega a 0.95.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y un comentario. Estamos hablando de que esto es una asignación de exploración para Petróleos Mexicanos, este es uno de los dos pozos que tienen como compromiso en el programa mínimo de trabajo, también se dijo que hay campos que están produciendo.

En los años 70 se descubrieron estos campos: Sito Grande, Cactus, y hay también dentro de esa área de asignaciones por otro lado también está Samaria. En aquel tiempo fue lo que llevó a generar mucha actividad en el área sur, ojala este tipo de pozos en el área, que ya les queda muy poquito por explorar, resulten en algo exitoso, porque además tienen aceite de muy alto grado API.

Y Teotleco pues ha tenido como ya se dijo pozos con una alta productividad, más de 1,000 barriles, aunque algunos son del orden de 300 barriles (entre 300 y 1,000). Y creo que aquí es importante hacer el énfasis que dado un campo podemos tener pozos con diferentes producciones y esto es debido a las características de la formación. No porque a veces se piensa que si perforo muchos pozos de 1,000, pues voy a tener una suma aritmética. No lo es así. Ojala y este pozo llegue a dar un buen resultado y que sea de los demás de 1,000.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Director General, perdón.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Bueno, nada más para reforzar lo que el doctor Martínez mencionaba, que Teotleco precisamente, Teotleco-1001 y Teotleco-1, están del orden de 3,000, 3,500 barriles de crudo por día. Entonces si es importante. Y 55 grados API de crudo. Ojala se resuelva...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Comisionado Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, nada más respecto al gradiente. No sé si entendí que era muy bajo el de fractura o el de poro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que la línea roja, lo que está representando en esa gráfica, es el cálculo que hicieron para generar el diseño de las tuberías de revestimiento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La ventana óptima.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ese es un cálculo matemático, es función de posiblemente pozos vecinos, hay diferentes ecuaciones, la de "ITUN", etc. Pero llama la atención tener gradientes de presión abajo de la densidad que equivaldría a tener 1.06 gramos por centímetros cúbicos de la superficie hasta el fondo, lo cual significaría que ahí hay una anomalía de presión baja. Arriba hay una anomalía de presión alta, arriba de los 4,000, y abajo hay una anomalía de presión baja. Eso puede dar cuando ya produjo un yacimiento o la pregunta es, ¿Cuándo? Era ese pedacito que estaba ahí marcado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero entendía como que se veía raro, ¿estaba mal o algo?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es que el dato como 0.5.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero por eso están poniendo que van a perforar bajo balance, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. Bajo balance es el disparo. La perforación no está definida como bajo balance.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esta bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Un comentario que no sé si tiene que ver con la inquietud de la doctora Porres respecto a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

denominación del pozo. Tengo entendido que hubo un pozo Teotleco-101 que se perforó en 2011. Si esto es así quizá por esto éste sea el delimitador ¿o no tiene nada que ver?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Lo que pasa es que realmente como mencionaba la doctora hay razón porque va a un nivel Jurásico. Y este pozo nada más que se va a utilizar para delimitar el nivel cretácico.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, el 101 no tenía que ver con este.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. En sí, en este no.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, es que con este tipo de preguntas creo que necesitamos generar alguna regulación que permita cambiar los nombres. Al parecer como que siempre ponemos un nombre y ya no lo podemos cambiar y la verdad es que el que dice la verdad es la barrena. La barrena nos va a decir si es delimitador o no lo es. Pero creo que al final se le queda el nombre, ya no hay posibilidad de cambiarlo, por una cuestión que tiene que ver con impuestos, que tiene que ver con presupuesto, que tiene que ver con no sé qué tantas cosas. Y creo que es una cuestión que deberíamos analizar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno ya, afortunadamente ya está la regulación. Lo que pasa es de que la regulación se emitió alrededor de hace un mes más o menos y este pozo llegó un poquito antes para su evaluación. Entonces ya con los nuevos pozos que lleguen ya van a tener de acuerdo a la denominación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

internacional cuando, desde la localización, como va a ser el tipo de nombre y si es exploratorio, si es delimitador, pero de alguna manera ya internacional.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi punto es que no es solamente para nosotros, sino también para el operador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para el operador, así es, lo va a tener que seguir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La regulación establece una nomenclatura que tiene que observar el operador. Pero este pozo ingresó antes de que entrara en vigor la nueva regulación.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Si, ya incluso el primer pozo que va a llevar ya la aplicación de esta nueva nomenclatura es el Hokchi-3. Ya incluso se notificó también a la Compañía y todo, los nombres que debe de llevar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Doctor Monroy, colegas, ¿algún otro comentario? Bien. Secretaria Ejecutiva, por favor demos lectura a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.66.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio terrestre Teotleco-101DL.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.66.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Pemex Exploración y Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Teotleco 101DL, ubicado en la Asignación AE-0057-M-Mezcalapa-07, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

II.4 Resolución sobre la solicitud de la empresa MAGNA OPERATING, LLC, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, registro ARES-MGN-EU-16-6P8/2801.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, en su calidad de Comisionado Ponente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Bueno, traemos el día de hoy a su consideración una solicitud de la empresa Magna Operating y como siempre acostumbramos vamos a iniciar la exposición haciendo un resumen de como se ha ido desarrollando todo este tema de Ares de las autorizaciones de exploración superficial.

Entonces, bueno, aquí en la primera lamina tenemos lo que son ARES A, que significan las solicitudes de inscripción al padrón. Hemos recibido en la CNH desde que se abrió esta posibilidad 63 solicitudes, de las cuales solamente 52 han quedado inscritas en el padrón, una gran cantidad, se han desechado 9, ha habido un desistimiento y en proceso de inscripción hay una. Adelante.

En ARES B, que son ya las solicitudes de autorización de proyectos, hemos recibido 56 solicitudes de autorización de proyectos, de las cuales solamente se han autorizado 43. Ha habido dos desistimientos, cinco desechadas, dos que han tenido un cambio de estados, dos que no han sido autorizadas y dos que están en revisión. De esas 43 que ya han sido aprobadas, solamente hay vigentes 28 y no vigentes 15. De las vigentes tenemos 19 en desarrollo y hay 9 por iniciar. De las que no están vigentes fueron seis desistimientos y seis autorizaciones expiradas.

Entonces, del el total de solicitud de autorización (56) tenemos solamente 28 vigentes. La lámina siguiente está el planteamiento de cómo están relacionados los proyectos con las compañías. Ya habíamos hecho la observación de que 43 de las solicitudes de ARES que han sido autorizadas hay 18 compañías. Y de esas 18 compañías – por aquí vemos el pie de las diversas empresas – vemos que hay algunas que tienen solamente una, otras tienen hasta cinco como número máximo, como PGS y CGG en la parte baja seis. Están compañías que se dedican a hacer sísmica, que es su negocio prácticamente, pero también está por ahí Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de... en la siguiente lámina tenemos una tabla que nos da una visión muy clara de cómo han sido estas solicitudes de ARES B. Hay dos modalidades: La modalidad con adquisición de datos y la modalidad sin adquisición de datos. Se han autorizado actualmente 25 con adquisición de datos y 18 sin adquisición de datos, que hacen las 43 de las autorizadas. Pero dentro de la adquisición de datos ha habido tres que se han desechado, que no se han autorizado y una que desistió, entonces nos quedan... el total de las con adquisición de datos fueron 29 y si adquisición de datos 27. Aquí creo que lo importante es generar como un valor de imagen de porcentaje. Casi, casi, estamos como a la mitad. La mitad piden hace ARES B con adquisición de datos y 27 sin adquisición de datos. Obviamente los proyectos con adquisición de datos requieren mucho más esfuerzo financiero. Requieren ir a tomar la información y después procesarlo, pero definitivamente también tienen mucho más valor en el mercado.

Antes de pasar la palabra al Jefe de la Unidad y al Director General de Autorizaciones de Exploración, quiero hacer el énfasis que las empresas que se dedican a esto lo hacen por negocio. Lo que buscan es hacer un trabajo que posteriormente lo puedan vender a los operadores para tener información que pudiera ser útil para licitaciones más adelante.

Entonces le llaman la modalidad multicliente. Buscan clientes que les permitan pagar todas las erogaciones que hacen de los estudios y obviamente tienen un beneficio. La importancia para la nación es que toda esa información nos llega a nosotros como CNH en una forma gratuita y podemos hacer uso de ella para evaluar el potencial y después poder generar áreas de licitación que pudieran ser de gran rentabilidad.

Esto es importante, lo acabo de comentar, porque al final que se haga la presentación de la solicitud de la compañía Magna Operating quiero regresar a este punto. Para lo cual, con el permiso del Comisionado Presidente, le cedería la palabra al Jefe de Unidad, pero creo que el Comisionado Gaspar Franco quiere comentar algo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Creo que dos láminas atrás, esa. Sabemos por qué dejaron que se expiraran esas autorizaciones. O sea, ¿por qué, qué pasó? ¿Tenemos alguna explicación, que pasó con las compañías? ¿Por qué no se animaron, por qué no iniciaron o por qué desistieron?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Algunas de ellas cuando se realiza un cambio dentro de los planes quinquenales y que consideran algún otro tipo de áreas, entonces automáticamente algunas compañías que ya tienen un compromiso de comercialización con alguna operadora pues automáticamente dejan de hacer valida de la solicitud o simplemente la autorización. Eso por un lado.

Por otra parte también muchas veces esos compromisos comerciales después no son, digamos, lo suficientemente respaldados y la compañía prefiere entonces mejor retirar su solicitud para no perder dinero desarrollando un estudio que no va a tener un fin comercial respaldado. Esas son de las principales causas que se han presentado para que las compañías expiren sus autorizaciones.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que sería válido también para los desistimientos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No solamente para las autorizaciones expiradas, sino también para los desistimientos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Exactamente, también ahí entrarían en esta parte.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director. Doctor, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Esta solicitud de autorización de ARES B de la compañía Magna Operating tiene un objetivo bastante ambicioso diría, pero creo que el beneficio puede ser muy bueno. Quieren abarcar 67 cubos en toda la Cuenca del Sureste, ponerlos estos en forma homologada vamos a decirlo así. Fueron tomados desde 1995 a 2013 usando diferentes técnicas y diferentes fuentes de energía. También cubre una parte transicional entre la parte terrestre y marina transicional.

Entonces es un objetivo bastante grande, cubre las Cuencas del pilar de Acal, la Cuenca de Macuspana, la Cuenca también de Comalcalco y parte de la salina del istmo, donde tenemos una actividad petrolera bastante grande y además los yacimientos ahí son muy productores. En términos generales lo que quiere hacer la compañía, es agarrar esos 67 cubos, estandarizarlos en cuanto a fase, frecuencia, amplitud, regularizar después esto, es decir, los cubos fueron tomados de diferentes direcciones, en diferentes tiempos, tienen que regularizar esto. Y después preparar para migración todo esto y quitar los efectos de borde que ellos dicen que en la parte donde se unen los cubos van a aumentar la resolución.

Entonces son áreas que todavía no se han explorado, desde el punto de vista exploratorio tiene un buen objetivo. Desde el punto de vista de desarrollo en sí de los campos puede también encontrar cuando tengamos la sísmica en ese sentido homologada (vamos a decirlo así) podemos ver si la resolución sísmica, la imagen sísmica, es mucho mejor.

Ese es en términos genéricos el objetivo de esta compañía. Entonces con su permiso Comisionado Presidente voy a cederle la palabra al ingeniero José Antonio Alcántara para que explique mejor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionado ponente, con su permiso. La compañía Magna Operating LLC, se encuentra registrada ya dentro del padrón ARES a partir del primero de julio de 2016. A partir de esta inscripción, remitió la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

primera solicitud de autorización ARES B el 11 de octubre de 2016, por lo tanto es su primera solicitud. El área que pretende estudiar es las Cuencas del Sureste, dentro de la actividad de un reproceso sísmico 3D de 67 cubos sísmicos como mencionaba el doctor Faustino, con una superficie aproximada de 43 000 km cuadrados.

Dentro de esta actividad, la provincia petrolera que se definiera como Cuencas del Sureste, por Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y Reforma Akal. La superficie de 43,069 km cuadrados que mencionaba y los objetivos es generar una base de datos de mejor calidad sísmica 3D procesando 67 cubos sísmicos con las características técnicas y problemática, que ya el doctor Faustino mencionaba, a través de técnicas de procesamiento para mejorar la calidad de los indicadores de hidrocarburos.

Los alcances es la elaboración de cubos sísmicos integrados, o sea, Pre Stack Time Migration (PSTM) y Amplitud vs Offset (AVO) a partir de esos 67 cubos sísmicos. Estos cubos sísmicos también como se mencionaba pues tienen diferente calidad en cuanto a la toma de información dado que fueron generados en el periodo de 1995 a 2013. Entonces las tecnologías eran diferentes, las herramientas eran diferentes. Este es otro más de los objetivos a vencer en este trabajo.

Los objetivos geológicos son yacimientos productivos en el Cretácico y el Jurásico y la tecnología es: Sismología en tres dimensiones, procesamiento de datos sísmicos aplicando hasta 40 procesos con el objeto de unificar las características de cada cubo original. Los entregables va a ser el campo de velocidades PSTM, registro de trazas, el volumen apilado de PSTM y el apilado AVO, así como apilados de ángulo y los apilados de trazas cercanas y lejanas y el volumen de velocidad (AVEL). La duración es de 4 años para desarrollar este trabajo, del primero de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2020.

La ubicación, como pueden ver ustedes aquí en este mapa, pues está precisamente señalada en este mapa, en el Estado de Tabasco y una pequeña parte en la parte de Veracruz. Y son los 67 estudios a procesar, tanto en su parte terrestre mayormente y en la parte marina en una menor proporción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el desarrollo de este proyecto, la compañía solicitará al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos estos 67 cubos sísmicos adquiridos de las Cuencas del Sureste de México, los registros geofísicos de pozos para apoyo a este reprocesamiento sísmico y como información adicional sísmica 2D, magnetometría y magnetometría... y gravimetría, perdón. Realizar el procesamiento de estos 67 cubos sísmicos 3D para generar una base de datos de la mayor calidad posible, realizar como mencionaba un flujo de hasta 40 procesos a cada cubo sísmico y realizar la estandarización y unificación de dichos cubos sísmicos. Elaborar los cubos sísmicos integrados por los procesos PSTM y Amplitud vs Distancia (AVO).

Dentro de los criterios del dictamen, se verificó que el cumplimiento de los requisitos referidos en los artículos 9, 16, 18 y 20 de las disposiciones ARES. La solicitante entregó la documentación necesaria y que contaba con las capacidades técnicas operativas para desarrollar el plan propuesto idóneo para alcanzar los objetivos geológicos programados. Se revisó el historial de cumplimiento de autorizaciones y obviamente esta es su primera solicitud.

Como mencionaba, inscrita en el padrón a partir de julio de este año y presenta su primera solicitud. Y manifiesta que utilizará la información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y que cuenta con recursos propios para realizar este proyecto. No tiene ahorita ningún respaldo comercial. Que las actividades incentivan en conocimiento del potencial petrolero del país y promueven el uso de la tecnología más adecuada conforme a las mejores prácticas de la industria.

Este proyecto apoyará técnicamente el mejor entendimiento regional de las Cuencas del Sureste. Se utilizará tecnología 3D uniando diferentes cubos sísmicos para reducir la incertidumbre en la ubicación de los eventos geológicos-geofísicos.

Los beneficios: Se busca promover el uso de la tecnología sísmica 3D unificada como Migración Pre apilamiento en Tiempo y Amplitud vs Distancia, aplicando el reprocesamiento a la información existente. Identificar y delimitar zonas potenciales de aceite y gas en yacimientos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

convencionales y no convencionales de las Cuencas del Sureste de México y permitirá tomar mejores decisiones en futuras licitaciones, así como la delimitación de nuevos prospectos y la planeación de estudios exploratorios. Incentivará el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país empleando nuevas tecnologías de reprocesamiento sísmico 3D.

Yo quisiera nada más adicionar que esta compañía también presentó estudios similares desarrollados en Estados Unidos en donde desarrollaron un trabajo similar en un área para 54 cubos sísmicos y otros 36 cubos sísmicos con una tecnología similar a la que plantean desarrollar con este proyecto. Eso es todo Comisionado Presidente, Comisionado ponente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Comisionado ponente, doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Bueno, creo que hay que enfatizar aquí varios puntos. El primero que se trata de un proyecto de 4 años, empieza en 2017 y termina en diciembre 2020. Creo que es el más largo que tenemos de todos los que hemos autorizados. Se trata de 43,000 km cuadrados que contienen 67 cubos sísmicos. Se ha analizado el programa de trabajo de la empresa y nos estarían entregando los primeros resultados en enero de 2020 porque, bueno, es una gran cantidad de trabajo por hacer.

El planteamiento que hemos tenido con el grupo de trabajo es que deberíamos de tener entregas parciales. No esperar hasta enero de 2020 para tener algunos adelantos y más que es un área muy importante para el país. Contiene parte terrestre y parte marina, como pudieron ver en el mapa. Y no solamente van a investigar acerca de los yacimientos convencionales, sino también los no convencionales.

Entonces en la medida que vayan ellos desarrollando estas migraciones de los cubos sísmicos, posiblemente pudieran tener una información que la Comisión Nacional de Hidrocarburos pudiera utilizar para las licitaciones que pudieran venir en los años que vienen. El punto no es que está muy tardado, tienen que tardar todo lo que tengan que tardar y creo que es un proyecto mucho muy ambicioso como lo dijo el doctor Faustino



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Monroy. Son 67 cubos sísmicos. Va a requerir de mucho tiempo, de personas, computo, pero el planteamiento y la conclusión, además de ponerlo a su consideración por algunas otras cosas que ustedes quisieran incluir, es que necesitamos tener un programa más detallado de cómo nos van a entregar la información.

Les voy a decir a grandes rasgos que para enero de 2020 nos van a entregar un 10% del check files. Pero después hasta mayo de 2020 nos van a entregar el 30%. Realmente toda la información, todos los resultados, van a ser a 2020. Es muy complicado que pudiera ser en 2017 que nos entreguen algo, pero yo creo que si debiéramos de estar pensando de que en 2018, 2019, pudiera haber una entrega parcial.

Y para esto tenemos los expertos ahí en el área que pudieran revisar con la compañía Magna Operating como pudiera hacer un cronograma más detallado para poder hacer uso del fruto de esta información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estoy totalmente de acuerdo. Nada más para precisar entonces. Al momento en que la Comisión Nacional de Hidrocarburos otorga una autorización en esta materia, ¿es en ese momento donde se autoriza también el plan de trabajo y las entregas, el programa de entregas de la información o eso viene después?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. El plan de trabajo lo presentan al momento de hacer su solicitud ARES B.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y el programa que describe el Comisionado Martínez, el programa para las entregas de información parcial, viene acompañado con esta solicitud?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Debería venir pero la compañía sí, como lo mencionó el doctor Martínez en esas etapas, nada más que el doctor Martínez ahorita con lo que manifiesta es que se viera un poco más fortalecida la entrega durante este periodo de 4 años para sacar un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mayor provecho en el menor tiempo posible por la importancia del área que se está en estudio. Entonces si está el programa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, Pero entonces.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Se requiere más detallado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si este Órgano de Gobierno quisiera, todavía no le pregunto al resto de los colegas Comisionados, pero si este Órgano de Gobierno quisiera buscar la posibilidad de que el plan de trabajo tuviera entregas parciales con mayor antelación – es decir, que no se vaya hasta 2020 sino que pudiéramos ver algo de esta información 2018 – pues esta es la oportunidad de hacerlo. Porque si autorizamos este programa así, pues ya se autorizó con esos tiempos. ¿Cómo se debe de proceder para poder solicitarle a la empresa entregas parciales en 2018 en su caso, 2019?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo creo que de alguna manera, si me permiten la sugerencia, sería establecer dentro de la misma resolución el presentar un programa con estas características.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces en ese sentido pregunto – Comisionados, ayúdenme – si podemos dar una autorización sujeto a que se vuelva a presentar el plan de entrega de información a una autorización posterior. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, está bien. Nada más agregándole que en la medida de lo posible se vean entregables más pronto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Pero ahí un poquito, ¿cómo pudiéramos establecerlo? Como una recomendación o decirle a la empresa, “tienes la autorización, pero sujeto a que me presentes otra vez tu plan de entrega de información para autorización”, atendiendo estas observaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi planteamiento era que tienen que revisar los expertos dentro de la CNH. No solamente una propuesta unilateral. Tendrá que ser, como lo dijo el Comisionado Franco, en la medida de lo posible. En la medida de que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces en la medida de lo posible. Tomo la recomendación que apuntó el Comisionado Franco. Sería la autorización con la recomendación y solicitud de que puedan revisar su plan de entrega y en la medida de lo posible adelantar la información parcial a 2018, en la medida de lo posible. ¿Si? Comisionado. Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Aquí la propuesta de nosotros es darle seguimiento a las actividades y en la medida de que podamos tener algún producto parcial que realmente nos sirva, entonces exigirle, pedirle ese producto parcial. Y como decía el Comisionado Néstor Martínez, tendríamos que ponernos de acuerdo técnicamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces la propuesta a ustedes colegas es agregar esta recomendación para que en reunión con el equipo técnico se busque la posibilidad de tener una entrega en tiempos más cortos. Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo simplemente quisiera agregar de que no debemos de olvidar que a quien más les conviene tener los productos a la brevedad es a la misma compañía. Ya que ellos a medida que tengan productos, digamos, terminados más pronto, ellos pueden comercializar ese producto más pronto. Y desde luego en ese momento pues la misma Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá por medio del Centro Nacional de Información obtener esa información para analizar la información sin ponerla al público.

Simplymente para dejarlo ahí asentado y en realidad aquí si es una atribución de la compañía tener sus productos de acuerdo a un plan que tiene que tener todo el detalle de acuerdo a lo que estemos dándole seguimiento. Y los productos pues desde luego los más claros posibles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces subrayamos que será una solicitud, una recomendación a la empresa. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo no sé. Digamos, en términos de la resolución de ARES ya se prevé este seguimiento que refiere el doctor Monroy. Y digo, la verdad que no sé qué tan conveniente sea poner en la resolución – si es que estoy entendiendo bien el sentido – una recomendación para que en la medida de lo posible se pudieran entregar resultados más pronto.

O sea, quizá resultaría eso innecesario si tenemos claridad de que ya la regulación ARES nos permite darle un seguimiento al plan de trabajo de esta compañía. Digo, no lo sé.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El cronograma de trabajo es bastante simple, cabe en una hoja. Todo lo que van a hacer, todo este trabajo que están haciendo, cabe en una hoja. Entonces si se quiere dar seguimiento de acuerdo con el cronograma, la entregamos la información y hasta enero de 2020 podemos dar un seguimiento porque es cuando van a entregar información.

No es como los otros ARES que hemos tenido en donde en muy poco tiempo obtienen el proceso de la información o la adquisición y procesamiento. Entonces no hay necesidad de darle un seguimiento tan detallado como pudiera ser este caso.

Ahora, estamos hablando de 67 cubos sísmicos. No hacen los 67 todos al mismo tiempo, los van haciendo por pedazos, van arreglando estos efectos de frontera como decía el doctor Faustino Monroy y van encontrando nuevo potencial posible de hidrocarburos. Dada esta situación, este es un caso muy especial en donde sí se requiere tener un programa más detallado para dar el seguimiento. Aunque los lineamientos nos dan la posibilidad del seguimiento, si no tenemos el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

programa detallado pues entonces el seguimiento va a ser muy poco detallado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- La propuesta quizá entonces sería no hacer una recomendación sino condicionar la autorización a que presenten un plan de trabajo que sea más a detalle. Pero no con una recomendación, sino como una condición de la autorización.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea no mover, o sea, no estaríamos condicionando o sujetando a distintos tiempos. No obstante sí exigiendo que se presente mayor detalle en el plan de trabajo que ya la empresa está considerando. ¿Les parece bien? ¿Si? ¿Secretaría Ejecutiva, le parece bien?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y una pregunta Presidente si me permite. ¿Cuánto pagaría la empresa por estos 67 cubos? ¿Tenemos idea? De acuerdo a la información del Centro Nacional. Sé que es un tema que no es precisamente...

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Posterior a la autorización es cuando se presenta la solicitud ante el Centro para que le costee la información.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, ahorita no sabemos cuánto es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero qué bueno que lo pregunte Comisionado. La empresa para poder... lo que va a hacer la empresa aquí (ya se dijo) es reprocesar información que ya existe. Pero para que la empresa pueda acceder a esta información y reprocesarla tiene que cubrir el trámite y el costo de una licencia de uso de la información con la Comisión Nacional de Hidrocarburos a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Y efectivamente como usted apunta eso tiene un costo conforme a los tabuladores autorizados por la Secretaría de Hacienda. Pero una vez que nos hagan la solicitud precisa y en los tiempos del volumen de información, lo podremos precisar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo, muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.
¿Algún otro comentario? Doctora, Comisionada, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo único es de que para haber presentado ya la ubicación de todos los bloques, quiere decir que ya consultaron el inventario que está a la vista en la página web y que ahí mismo está el pago de aprovechamiento por cada uno de los cubos sísmicos que requieren. Entonces simplemente comentar eso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctora. Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Yo nada más quisiera hacer un comentario con respecto a la estadística que presentó el Comisionado Néstor Martínez en la parte de con adquisición y sin adquisición.

La parte de con adquisición yo quisiera mencionar que en su mayoría corresponde a adquisición dentro del Golfo de México, no así para la parte terrestre. La parte terrestre es la parte que la Comisión está haciendo esfuerzos con las compañías precisamente para que incrementen su interés en el desarrollo de esas áreas continentales. Nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión director. De hecho, lo que yo tengo presente es que adquisición costa adentro en tierra no hemos otorgado un solo permiso.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, no hay adquisición.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es puro... Lo que si hemos podido dar como autorizaciones ha sido en tierra para reprocesamiento, pero adquisición no se ha logrado. Muchas gracias Director General. Secretaria Ejecutiva, si les parece bien colegas, damos lectura a la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.66.004/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la empresa Magna Operating, LLC, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, número ARES-MGN-EU-16-6P8/2801.

ACUERDO CNH.E.66.003/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 37 de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción III, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se autoriza a la empresa Magna Operating LLC con número de registro ARES-MGN-EU-16-6P8/2801 para llevar a cabo actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, en términos del artículo 15, fracción II, y demás relativos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria

22 de noviembre de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE

SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:00 horas del día 22 de noviembre de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva